



**ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
И СОЦИАЛЬНЫЙ СОВЕТ**

Distr.
GENERAL

ENERGY/2001/14
27 August 2001

RUSSIAN
Original: ENGLISH

ЕВРОПЕЙСКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ

КОМИТЕТ ПО УСТОЙЧИВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Одиннадцатая сессия, 21-22 ноября 2001 года
(Пункт 9 с) предварительной повестки дня)

**ТЕКУЩИЕ ПРОЕКТЫ В РАМКАХ СОВМЕСТНОЙ ИНИЦИАТИВЫ СТРАН
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ (ИСЮВЕ), КАСАЮЩИЕСЯ ОБЪЕДИНЕНИЯ
СУБРЕГИОНАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

**(Документ представлен правительством бывшей югославской
Республики Македония)¹**

Введение

1. Согласно решению, принятому Комитетом по программе Совместной инициативы стран Юго-Восточной Европы (ИСЮВЕ), была учреждена группа по проекту "Расширение объединения энергосистем стран ИСЮВЕ для облегчения их интеграции в общеевропейскую систему". Бывшая югославская Республика Македония была назначена принимающей страной и координатором Группы по проекту.

2. Правительство бывшей югославской Республики Македония в сотрудничестве с Государственной электрической компанией (ESM) организовало первое совещание

¹ Автор: г-н Трайче Черепналковски, координатор проекта ИСЮВЕ, Государственная электрическая компания (ESM), Скопье.

30 января 1998 года. В период до января 1999 года было проведено пять совещаний - четыре в бывшей югославской Республике Македония и одно - в Анкаре, Турция. В работе на этом подготовительном этапе на добровольной основе принимали участие главным образом представители правительств и эксперты электроэнергетических компаний из следующих стран ИСЮВЕ: Албании, Болгарии, Боснии и Герцеговины, Греции, Румынии, Словении, Турции, Хорватии, Югославии и бывшей югославской Республики Македонии. Деятельность Группы по проекту находится в поле зрения представителей ЕЭК ООН, штаб-квартиры ИСЮВЕ, Европейской комиссии, Соединенных Штатов Америки, Союза для координации производства и передачи электроэнергии (СКППЭ), международных финансовых учреждений, компаний и др.

3. На этих совещаниях были обсуждены представляющие общий интерес основные аспекты сотрудничества в области энергосистем в регионе, а также согласованы пять приоритетных направлений дальнейшего развития, описание которых приведено ниже.

1. Восстановление существующих линий электропередачи и подстанций в Боснии и Герцеговине и Хорватии с целью подсоединения южного крыла СКППЭ

Две специальные группы ЗЮДЕЛ уже подготовили подробные технико-экономические обоснования по реконструкции электросети напряжением 400 кВт в Боснии и Герцеговине (ремонт трансформаторных подстанций Мостар-3 и Мостар-4 - 400/220 кВт) и в Хорватии (Эрнестиново и Адриатическая линия) (второй проект доклада, приложение III). Основная проблема заключалась в финансировании этих проектов. В Боснии и Герцеговине в рамках трех энергетических проектов была начата деятельность по созданию объединенного центра оперативно-диспетчерского управления (ОЦДУ), что является необходимым предварительным условием для получения финансирования.

Группа по проекту предложила координатору ИСЮВЕ в качестве дополнительной меры срочно предпринять конкретные усилия по изысканию возможностей финансирования работ по подсоединению изолированной системы СКППЭ к главной европейской энергосистеме.

(Примечание: К настоящему моменту в Боснии и Герцеговине была успешно завершена работа по созданию ОЦДУ и начата деятельность по восстановлению подстанций в Мостаре в рамках третьего проекта в области восстановления энергетики. Определены приоритеты в отношении восстановления подстанции в Эрнестиново в Хорватии и вскоре должны начаться конкретные работы.

2. Технико-экономическое обоснование для коридора "Восток-Запад" в системах высоковольтных линий электропередач стран Юго-Восточной Европы, включая вопросы, связанные с подключением региона к энергосети Турции
 3. Анализ технико-экономических преимуществ объединения систем балканских стран
 4. Внедрение телеинформационной системы для обеспечения согласованной работы диспетчерских центров энергосистем в регионе в целях повышения эффективности сотрудничества, обмена электроэнергией и открытия доступа к рынку электроэнергии
 5. Подготовка исследования для определения методов восстановления высоковольтных линий и трансформаторных подстанций на основе разработки критериев приоритетности
4. Для проектов 2, 3, 4 и 5 группа по проекту утвердила окончательный текст сферы охвата запланированных целевых исследований. Группа по проекту предложила Комитету по программе ИСЮВЕ и потенциальным донорам выделить финансовые средства для подготовки исследований.

II. Общие сведения

A. Характеристика энергосистем и их объединение

5. Энергосистемы стран ИСЮВЕ находятся на разных этапах вступления в СКППЭ: ряд из них уже являются членами СКППЭ (Словения, Хорватия, Босния и Герцеговина, Югославия, бывшая югославская Республика Македония и Греция); Болгария и Румыния находятся на продвинутом этапе процесса получения полноправного членства в СКППЭ, а Турция только подала заявку и приступила к последующим процедурам. Венгрия также стала членом СКППЭ через СЕНТРЕЛ.
6. Вместе с тем в результате военных действий на территории бывшей Югославии были повреждены и выведены из строя на многие годы очень важные объекты высоковольтных линий сети региона. К их числу относятся: мостарская подстанция напряжением 400 кВт с подсоединенными к ней линиями, что привело к прекращению функционирования адриатической линии; подстанции в Эрнестиново 400 кВт с подсоединенными к ней линиями, что привело к нарушению функционирования северного экс-югославского энергокоридора. В результате этого юго-восточное крыло СКППЭ было выключено из основной объединенной европейской энергосети. В то же

время члены СКППЭ, входящие в юго-восточный "остров" (Греция, бывшая югославская Республика Македония, Сербия, Черногория и часть Боснии и Герцеговины), объединили свои энергосистемы и работают в параллельном синхронном режиме с Болгарией, Румынией и Албанией. Турция недавно представила заявку на вступление в СКППЭ. В настоящее время Турция связана с данным регионом лишь одной линией, которая используется для обмена электроэнергией лишь в режиме "изолированного функционирования". В настоящее время ведутся работы по строительству второй соединительной линии напряжением 400 кВт между Болгарией и Турцией, и изучаются возможности строительства новой ЛЭП 400 кВт между Грецией и Турцией.

В. Параллельные инициативы в регионе

7. В 1997 году был реализован проект Европейской комиссии под названием "Целевая группа по объединению энергосетей на Балканах"; подготовленный в рамках этого проекта документ является одним из базовых документов для деятельности Группы по проекту ИСЮВЕ. Целевая группа составила перечень возможных линий объединения энергосистем в Балканском регионе. Цель этого проекта заключалась в содействии обеспечению эффективности и координации инвестиционных инициатив в области объединения электроэнергетических сетей, а также систем транспортировки нефти и газа на Балканах. О достигнутых результатах сообщил на первом совещании Группы по проекту г-н Сендрович (ГД XVII).

8. Параллельно с деятельностью Группы по проекту ИСЮВЕ было начато и проведено в 1999 году исследование региональных рынков электроэнергии (РРЭ), спонсором которого выступила ЕК. На основе этого исследования министрами энергетики данного региона было подписано два меморандума, направленных на развитие РРЭ.

9. Был заключен Пакт стабильности, намечена подготовка целого ряда исследований в области инфраструктуры энергетики и потенциальных инвестиций, а также сделаны заявления о намерении предоставить финансовые средства.

10. Группа по проекту, не выпуская из поля зрения все эти мероприятия, рекомендовала обратить особое внимание на необходимость сотрудничества и обеспечения взаимодополняемости.

III. Формирование и подготовка проектов

11. В процессе анализа возможностей реализации проектов, перечисленных в перечне вопросов, представляющих общий интерес, а также в связи с другими инициативами были

организованы и развернуты два нижеуказанных проекта, главным спонсором которых выступило Агентство Соединенных Штатов по международному развитию (ЮСАИД), Бюро энергетики и инфраструктуры для Европы и Евразии, возглавляемое г-ном Робертом Ичордом:

1. Создание телеинформационной системы связи между национальными диспетчерскими центрами в странах ИСЮВЕ;
2. Планирование региональной структуры ЛЭП.

12. В процессе работы по формированию проектов ЮСАИД, опираясь на результаты предыдущего анализа и оценки региональных потребностей и возможностей, а также учитывая результаты деятельности Группы по проекту ИСЮВЕ, ЮСАИД приняло решение, что проект создания телеинформационной системы коммуникации между национальными диспетчерскими центрами в странах ИСЮВЕ мог бы представлять огромный интерес для региона и стать эффективным стимулом укрепления сотрудничества и улучшения функционирования энергосистем в регионе. Этот проект был также рассмотрен в свете новой инициативы развития региональных структур рынков электроэнергии. Все энергопредприятия в регионе имеют свои собственные стратегии разработки внутренних телеинформационных систем и модернизации своих систем энергетического менеджмента (СЭМ), реализация которых находится на различных стадиях реализации. Финансовые средства для осуществления этих проектов в странах в основном предоставляются международными финансовыми учреждениями. Этим проектам также уделяется значительное внимание в программе поддержки Пакта стабильности. С учетом всех этих факторов Проект по созданию региональной телеинформационной системы был ориентирован на активизацию осуществляемых в настоящее время внутренних усилий на региональном уровне и разработку ТИ-системы в соответствии с критериями СКППЭ с целью интеграции в сеть СКППЭ-URTICA.

13. Второй проект "Планирование региональной энергопередачи" был выбран и развернут на основе пунктов 2 и 3 Перечня ИСЮВЕ и с учетом заинтересованности энергопредприятий региона. Другим аспектом была необходимость проведения более точной оценки возможных инвестиций в рамках Пакта стабильности. В этом направлении одна из целей данного проекта состоит в оценке региональных выгод предлагаемых новых инвестиций в объединение энергосистем в регионе.

14. Для осуществления обоих проектов генеральный спонсор - ЮСАИД заключило контракт с главным консультантом, исполняющим функции менеджера по проекту. Консультант совместно с компанией ESM, действующей в качестве координатора, и при

участии и надзоре со стороны ЮСАИД проанализировал имеющиеся мандаты и подготовил меморандум о взаимопонимании и план работы. До начала работы по реализации проектов была также оценена степень заинтересованности потенциальных участников – энергопредприятий.

IV. Организация и начало осуществления проектов

15. Группа по проекту ИСЮВЕ взяла на вооружение общий подход к организации и развертыванию проектов. Организационная структура реализации проектов показана на рис. 1. Для общего руководства и управления проектом Группа по проекту ИСЮВЕ создала Руководящий комитет в составе представителей от каждой страны/энергопредприятия, ЕЭК ООН, спонсора (ЮСАИД или какая-либо иная организация в будущем), главного консультанта (подрядчик ЮСАИД), ЕК и МФУ. Группа технической координации ведает вопросами координации и управления проектом на технико-экспертном уровне и включает в свой состав представителей от: каждой страны/энергопредприятия на уровне экспертов, координатора проекта (ESM), главного консультанта и СКППЭ. Рабочие группы (в этих проектах были задействованы 3-4 рабочих группы), которые провели детальную экспертную проработку этих проектов, включали в свой состав представителей ряда стран, участвующих в проекте, и главного консультанта.

16. Начало осуществлению проектов было положено на официальном организационном (стартовом) совещании, на котором был рассмотрен, принят и подписан меморандум о взаимопонимании, обсужден и утвержден план работы и учреждена организационная структура.

СХЕМА УПРАВЛЕНИЯ И ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ПРОЕКТОВ ИСЮВЕ



Рис. 1. Организационная структура проектов ИСЮВЕ

5. Создание телеинформационной системы коммуникации между национальными диспетчерскими центрами стран ИСЮВЕ²

5.1 Введение

17. Недавние экономические и политические изменения в восточноевропейских странах привели к активизации сотрудничества на континенте. Одним из важных секторов этого сотрудничества является сфера обмена электроэнергией. Это сотрудничество сулит выгоды объединенным энергосистемам. Наряду с этим процессы либерализации сектора электроэнергетики должны привести к увеличению объема энергообмена между энергосистемами. В результате объем сделок по обмену электроэнергией в этом районе возрастет как в финансовом, так и в физическом выражении. В этой связи в настоящее время изучается возможность введения в эксплуатацию новых линий соединения и, как ожидается, вскоре произойдет повторное подсоединение сети Юго-Восточной Европы к СКППЭ.

18. С учетом запланированного повышения степени интеграции энергосистем в регионе Юго-Восточной Европы и более тесного сотрудничества с СКППЭ возрастает необходимость в увеличении объема обмена данными между диспетчерскими центрами (центрами управления) соответствующих энергосетей и/или операторов энергопередающих систем. Информационный обмен должен включать, но не ограничиваться данными, относящимися к работе энергосистем и расчетам сделок. Он будет расширен с учетом потребностей рынка - планирование сделок, предложение и цены энергопоставок, показатели пропускной способности ЛЭП и регулярность платежей.

19. Участие в объединении СКППЭ и будущем европейском электроэнергетическом рынке позволит повысить эффективность функционирования соответствующих энергосистем благодаря наличию необходимых средств для обмена данными между диспетчерскими центрами на основе рекомендованных СКППЭ технических решений и коммуникационных протоколов (сеть URTICA, протокол ICCP TASE-3, Интранет и электронная почта).

² В основу текста положен проект заключительного доклада, подготовленный главным консультантом компании Leading Consultant Electrotek Concepts Inc., США, совместно с менеджером по проекту, Государственная электрическая компания бывшей югославской Республики Македонии (ESM), г-ном Судхиром Вирмани, исполнявшим функции координатора проекта, а также представителями компаний, принимавших участие в проекте. Включенная в данный документ информация может быть изменена в окончательном варианте доклада.

20. Признавая важность данного проекта для региона, ЮСАИД приняло решение о предоставлении финансовой поддержки в его осуществлении; компания Electrotek Concepts Inc. была выбрана генеральным подрядчиком, а Государственная электрическая компания ESM бывшей югославской Республики Македонии, выполняла функции координатора проекта в рамках ИСЮБЕ. Общее руководство проектом осуществлял Руководящий комитет, возглавляемый Председателем Группы по объединению электросистем ИСЮБЕ.

21. Осуществление проекта было начато в феврале 2000 года с проведения официального "стартового" совещания, которое состоялось 15 и 16 февраля 2000 года в Скопье, бывшая югославская Республика Македония. В мае 2001 года был подготовлен проект заключительного доклада, и, как ожидается, работа по составлению его окончательного варианта будет завершена в сентябре 2001 года. Заключительный доклад будет состоять из трех частей: часть 1 "Обзор имеющейся ТИ-инфраструктуры", часть 2 "ТИ - требования" и часть 3 - "Определение ТИ-проектов и введение в проект и заключение".

22. Участниками проекта в регионе являются следующие электроэнергетические компании: Албания - KESH; Босния и Герцеговина - ZEKС, EP BiH, ERS, EP HZHB; Болгария - НЕК; Хорватия - НЕР; бывшая югославская Республика Македония - ESM; Греция - РРС; Венгрия - MVM; Румыния - "Трансэлектрика" (ранее CONEL); Турция - TEAS; Югославия³, Сербия - EPS; Черногория - EPCG.

23. Помимо ЮСАИД, выступающего генеральным спонсором проекта, значительные финансовые средства были предоставлены компанией ESM (Скопье) и всеми участвующими энергосистемами.

5.2 Методология проекта

24. Проект предусматривал решение шести задач:

Задача 1: Обзор имеющейся диспетчерской и коммуникационной инфраструктуры и определение требований

Задача 2: Оценка альтернативных решений и выбор оптимального варианта

³ Югославия стала членом ИСЮБЕ и присоединилась к проекту уже по ходу осуществления работ.

Задача 3: Передача технологии

Задача 4: Определение требований к управлению телекоммуникационной системой

Задача 5: Разработка стратегии осуществления

Задача 6: Разработка и финансирование проекта

25. С учетом ограничений по срокам и бюджету первые четыре задачи были выполнены полностью, а задачи 5 и 6 - частично. Причины этого изложены ниже.

26. Задача 3 (Передача технологии) состояла в проведении рабочего совещания в Охриде, бывшая югославская Республика Македония, в мае 2000 года, а также организации посещений центра СКППЭ в Лауфенбурге, Швейцария, и расчетного центра СЕНТРЕЛ в Варшаве, Польша, в июле 2000 года. Материалы, представленные на всех трех совещаниях, были направлены всем участникам и членам Руководящего комитета.

5.3 Нынешняя ситуация и требования

27. Всеми участниками проекта был представлен значительный объем информации и, при необходимости, получения более подробных данных, следует обратиться к трем частям вышеуказанного доклада. В настоящем документе подытожены результаты и представлен обзор с упором на выводы.

5.3.1 Диспетчерские центры

28. Ниже приведена информация о местоположении национальных диспетчерских центров участников проекта: KESH - Тирана, Абания; ZEKC - Сараево, Босния и Герцеговина с центрами компании Elektroprivreda в Банья-Луке - ERS, Мостаре (EPHZNB) и Сараево (EPBiH); NEK - София, Болгария; NEP - Загреб, Харватия; ESM - Скопье, бывшая югославская Республика Македония; PPC - Афины, Греция; MVM - Будапешт, Венгрия; Transelectrica - Бухарест, Румыния; TEAS - Анкара, Турция; EPS - Белград, Сербия, Югославия; EPCG - Подгорица, Черногорье, Югославия и ELES - Любляна, Словения.

29. Несколько энергопредприятий имеют региональные диспетчерские центры. Все региональные центры связаны с национальными диспетчерскими центрами с помощью внутренних телекоммуникационных систем (оптико-волоконные линии, связь по ЛЭП, микроволновая и спутниковая связь). Таким образом, для целей данного проекта

достаточно связать между собой НДЦ, поскольку это обеспечит доступ ко всем данным. В Югославии имеется два центра, по одному в каждой республике, при этом оба из них рассматриваются как НДЦ.

30. Многие электросети недавно модернизировали или находятся в процессе модернизации своих диспетчерских центров. Это - важный вопрос, поскольку предлагаемая телеинформационная система требует использования новейших стандартов программного обеспечения и технологий. Поэтому тем энергосетям, НДЦ которых не соответствуют последнему слову техники, нужно будет по крайней мере модернизировать определенные элементы НДЦ, с тем чтобы они могли выполнить требования для данного проекта.

5.3.2 Расчетный центр второй синхронной зоны СКППЭ

31. В настоящее время многие из участвующих в проекте стран входят во вторую синхронную зону СКППЭ. Другие, к примеру Венгрия, Хорватия, Словения и часть Боснии и Герцеговины, подсоединены к основной сети СКППЭ. Расчетный центр для второй синхронной зоны (ЕКС) находится в Белграде, Югославия, и осуществляет сбор и передачу определенных данных энергоучета в расчетный центр южного региона СКППЭ, расположенный в Лауфенбурге, Швейцария. Хотя в частях 1 и 2 в качестве общей информации приведены некоторые данные об этом центре, ЕКС не считается составляющей частью этого проекта НДЦ.

5.3.3 Внутренние телекоммуникационные средства

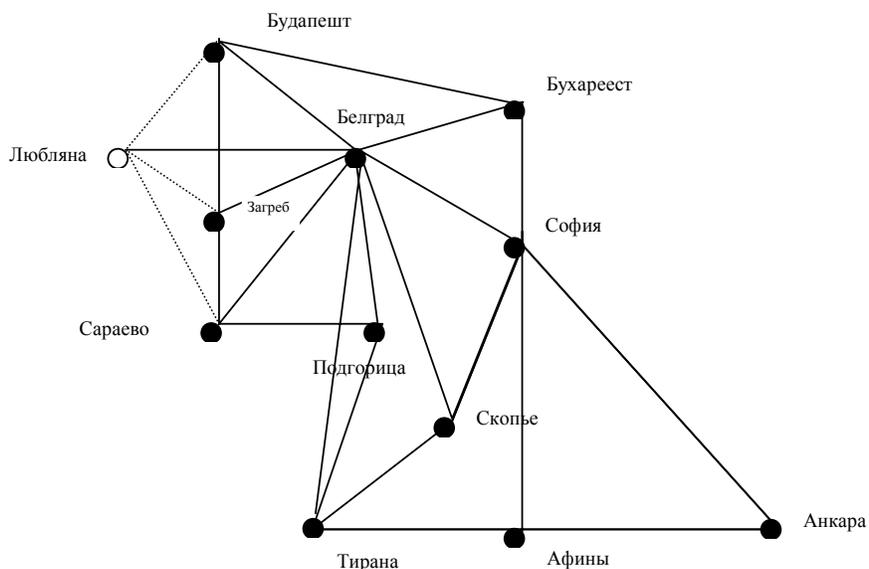
32. Во многих электроэнергетических системах в настоящее время предпринимаются значительные усилия по перевооружению и модернизации их внутренней телекоммуникационной сети. Все они приняли решение о внедрении опτικο-волоконной технологии для "базовых" коммуникационных средств, которые дополняются различными другими коммуникационными технологиями для входящих линий и ответвлений. На сегодняшний день в этой области достигнут неодинаковый прогресс, что обусловлено различными причинами, главным образом бюджетными ограничениями. Вместе с тем, как ожидается, участвующие электроэнергетические системы модернизируют по крайней мере ключевые элементы внутренних телекоммуникационных средств, с тем чтобы обеспечить региональным диспетчерским центрам и подстанциям беспрепятственный доступ к данным.

5.3.4 Анализ передачи данных

33. На основе результатов вопросника была произведена первоначальная оценка объема обмена данными. Предполагалось, что передаваемые данные будут включать следующую информацию:

- данные в реальном времени (период обновления – четыре секунды). Примеры таких данных: состояние подключения, уровень напряжения, зональная погрешность регулирования мощности;
- почасовые данные. Эти данные включают информацию с энергосчетчиков, финансовую расчетную информацию, графики и прикладные данные (расчеты распределения нагрузки).

34. Расчеты показали, что достаточная пропускная способность для канала связи составляет 128 к бит/с. С учетом географических аспектов была получена показанная ниже на рис. 2 концептуальная топологическая схема телекоммуникационной системы.



- Страны - члены ИСЮВЕ
- Страны - наблюдатели ИСЮВЕ

Рис. 2. Концептуальная топологическая схема для телекоммуникационной системы НДЦ ИСЮВЕ

35. Исходя из предъявляемых требований по скорости обмена данным (128 Кбод) и в соответствии с концептуальной топологической схемой телекоммуникационной системы, приведенной на рис. 2, была рассчитана требуемая пропускная способность, необходимая для того, чтобы каждый НДЦ был связан с каждым другим НДЦ, каналом с пропускной способностью 128 к бит/с, причем для некоторых конкретных линий требуемая скорость передачи составила до 1 408 к бит/с.

36. Добавляя объем на трафик речевой связи, и с учетом того, что по некоторым линиям будет идти трафик третьих сторон, а также в соответствии с минимальным стандартом канала передачи SDH (международная иерархия цифровой синхронной передачи) был сделан вывод о том, что канал связи между каждой парой НДЦ в обоих направлениях должен иметь пропускную способность 2 Мбит/с (обозначение E1). Даже при максимальном объеме передачи данных 1 408 к бит/с обеспечивается возможность работы приблизительно 10 каналов речевой связи (10 x 64 к бит/с) без какой-либо необходимости сокращения избыточных пауз в речи. Согласно расчетам, целевая пропускная способность канала STM-1 в сети SDH должна составлять 155 Мбод. Большинство участников проекта НДЦ ИСЮВЕ планируют использовать стандарт SDH.

5.3.5 Развитие электроэнергетического рынка в странах - участниках проекта

37. Все страны, участвующие в данном проекте, заявили о своем намерении выполнять положения Директивы ЕС/92/96 о внутреннем электроэнергетическом рынке. Таким образом, при выполнении участниками проекта НДЦ ИСЮВЕ требований этой директивы ЕС они будут действовать в условиях более конкурентного рынка. По сути многие из участников проекта уже начали работу в этом направлении, о чем вкратце говорится в докладе.

38. Если удастся реализовать текущие планы, то в странах, участвующих в проекте НДЦ ИСЮВЕ конкурентный электроэнергетический рынок будет развиваться в соответствии с директивой ЕС. По всей видимости, на рынках будут действовать многочисленные независимые операторы, а торговля энергией будет осуществляться в соответствии с механизмами обеспечения доступа третьей стороне, предусмотренными в Директиве ЕС, причем тарифы в процессе трансграничной торговли будут устанавливаться в соответствии с сеткой, разработанной СКППЭ/ETSO (Ассоциация операторов Европейской системы энергопередачи).

39. Что касается создания централизованной Балканской энергетической биржи, то здесь ситуация менее ясна. Под энергетической биржей подразумевается организация для торговли энергией и, возможно, предоставление вспомогательных услуг различными сторонами. В Директиве ЕС не содержится требований в отношении создания такой системы той или иной энергокомпанией. Вместе с тем в Европе наблюдается тенденция к созданию таких бирж "коммерческими" организациями с участием или без участия непосредственно электроэнергетических компаний. Мы предполагаем, что аналогичная ситуация сложится и в Балканском регионе. В частности, что касается данного проекта, то коль скоро торговые операции на таких биржах планируется осуществлять на базе Интернета, мы думаем, что создание подобных бирж не окажет влияния на возможности телеинформационной системы НДЦ.

5.3.6 Региональные функции

40. Тем не менее имеются определенные функции, которые должны реализовываться на региональной основе. Первый комплекс функций связан с самой телеинформационной системой, а второй - с функционированием энергосистем в регионе.

5.3.6.1 Мониторинг телекоммуникационной системы

41. В условиях современного рынка высокое качество предоставляемых услуг играет определяющую роль для выживания предприятия. Новые игроки на рынке могут дифференцировать свои услуги с помощью применения в процессе управления сетями современных экспертных систем, способных обеспечить оптимальные показатели предоставляемых услуг. Цель любого решения в области системного управления состоит в ускорении выявления, локализации, определения и исправления системных отказов и минимизации и предотвращения возможности их возникновения.

42. Функции оперативно - диспетчерского центра системы и управления телекоммуникационной системой могут быть разделены на несколько сегментов, среди которых:

- Выявление и устранение отказов
- Управление производственными показателями

- Управление расчетами
- Управление конфигурацией
- Управление надежностью

43. Поскольку подход к созданию телеинформационной системы НДЦ ИСЮВЕ состоит в опоре на внутренние сети, региональные функции в области управления телекоммуникационной системой будут также опираться на отечественные средства телекоммуникационного управления. Таким образом, региональная функция управления будет состоять в мониторинге и координации, а не обеспечении контроля. Дополнительная информация по данной теме содержится в Части 3 доклада.

5.3.6.2 Функции энергосистемы

44. Этот комплекс функций на региональном уровне можно далее подразделить на:

- Мониторинг надежности энергосистемы
- Расчеты за энергию
- Обеспечение возможностей взаимодействия с внешними субъектами

5.2.6.2.1 Функции мониторинга надежности энергосистемы

45. Функции обеспечения эксплуатационной надежности энергопередачи предусматривают мониторинг и координацию спроса и сделок по купле-продаже энергии, передаваемой по линиям электропередачи региона, при каждодневных операциях по купле-продаже энергии электроэнергетическими компаниями и участниками энергетического рынка. Поскольку производство электричества должно непрерывно соответствовать потребительскому спросу, для обеспечения надежного функционирования системы передачи мощности необходимо наладить оперативный поминутный мониторинг на базе центра обеспечения надежности и участвующих электроэнергетических компаний.

46. Новую схему функционирования, созданную формирующимся региональным электроэнергетическим рынком в Юго-Восточной Европе, следует рассматривать как на региональном уровне, так и в более широком контексте объединения СКППЭ. Таким образом, деятельность по оценке надежности линий электропередачи в регионе будет включать в себя как традиционные, так и новые функции, в частности:

- Мониторинг надежности
- Регулирование напряжения и реактивной мощности
- Предупреждение перегрузок
- Оценка пропускной способности

5.2.6.2.2 *Энергоучет*

47. Эта функция необходима для учета для всех энергопотоков между региональными субъектами. Предусматривается, что данная региональная функция будет охватывать межстрановые потоки, при этом задачи внутреннего энергоучета будут возложены на местного системного оператора (СО)/рыночного оператора (РО). По сути данная функция заключается в почасовом сборе информации и расчете фактических потоков, а также в выявлении расхождения запланированных и фактических значений параметров на ежедневной основе (и затем по месяцам). Эти данные сообщаются в центральную организацию для принятия корректирующих мер и урегулирования ситуации. Данная функция может быть реализована только для участников проекта НДЦ ИСЮВЕ или возложена на один из действующих диспетчерских центров СКППЭ, например центр в Лауфенбурге, Швейцария.

5.2.6.2.3 *Интерфейс с внешними субъектами*

48. Потенциально имеется ряд внешних субъектов, с которыми регион НДЦ ИСЮВЕ может наладить связь. В их число входят один или более рыночных операторов, возможно, поставщики вспомогательных услуг, распределительные компании и другие рыночные агенты. Кроме того, потребуется организация интерфейсов для связи с уже существующими или новыми центрами СКППЭ, осуществляющими функции обеспечения общесетевой надежности СКППЭ и оперативно диспетчерского управления магистральной сетью. В настоящее время некоторые страны ИЮСВЕ работают полностью в синхронном режиме с СКППЭ, тогда как другие входят во вторую синхронную зону СКППЭ. Однако в долгосрочной перспективе ожидается, что все

страны войдут в основную синхронную зону СКППЭ (после ремонта и расширения разрушенной инфраструктуры магистральных линий). Для этого потребуется объединение с сетью URTICA, развертываемой в регионе СКППЭ.

5.3.7 Коммуникационная инфраструктура НДЦ ИСЮВЕ

49. Было признано, что расчет пропускной способности E1 неадекватно отражает будущие потребности и региональные функции. К примеру, может потребоваться обмен данными в связи с осуществлением функций региональной координации и энергоучета в связи с будущими рыночными операциями, а также расширением торговли энергией. Поэтому для обеспечения связи между диспетчерскими центрами было принято решение запланировать эквивалент четырех линий E1 (4 x 2 Мбит/с).

50. Для осуществления этого решения имелось два основных варианта. Первый - совместить коммуникационные системы НДЦ ИСЮВЕ с внутренними системами, и второй - использовать мощности уже имеющейся системы и наращивать их по мере необходимости. Было решено, что второй вариант является более экономичным и менее времяемким и поэтому он и был выбран. Все стороны согласились с тем, что каждая страна будет нести ответственность за часть сети до ее границы с сопредельной страной. В случае, если согласованные линии для обеспечения связности еще не созданы, то проекты по их строительству будут являться кандидатами для финансирования в соответствии с Пактом стабильности или иными механизмами в рамках инициативы ИСЮВЕ.

5.3.8 Возможности установления физических связей

51. Концептуальную схему связей, показанную на рис. 2, и требования по объему трафика, кратко изложенные в пункте 5.3.4, необходимо преобразовать в физические связи на основе реальных коммуникационных линий, в соответствии с концептуальной схемой. Эти физические связи показаны на рис. 3. На рисунке показаны только линии, относящиеся к обмену данными между НДЦ, и не отражены внутренние коммуникационные сети, не относящиеся к объединению НДЦ. Полное описание телекоммуникационных средств внутри стран дано в Части 1.

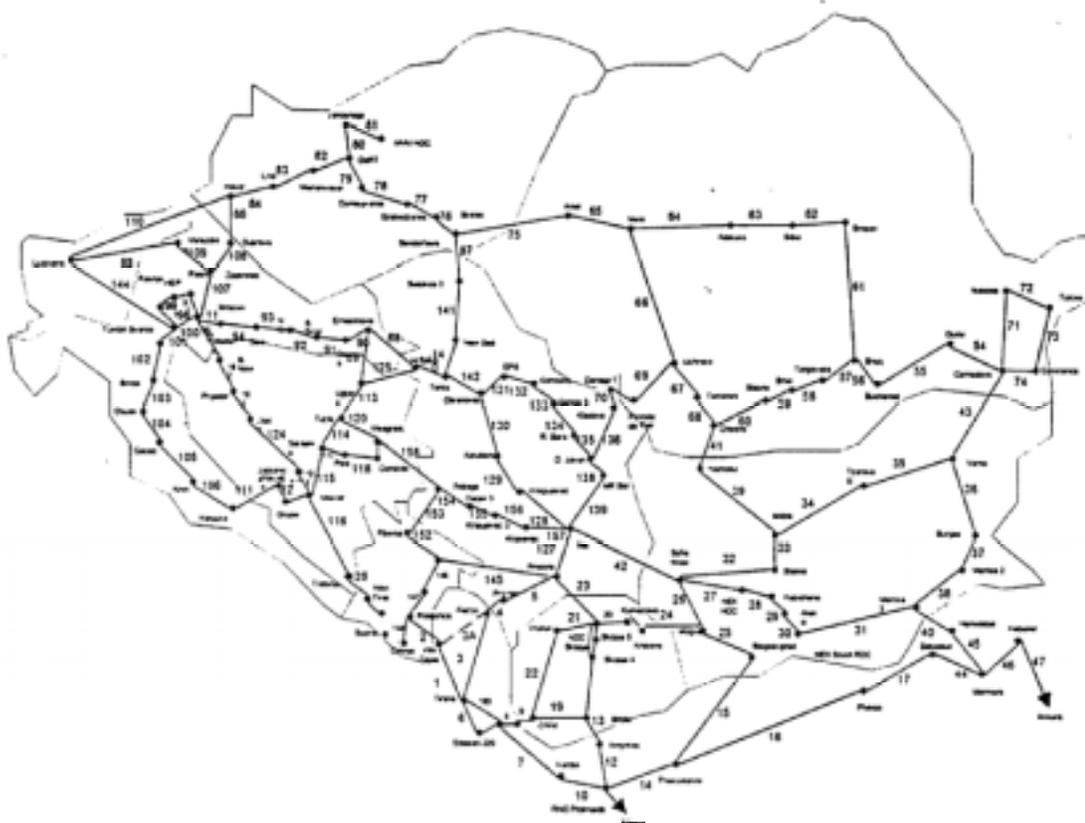


Рис. 3⁴. Физические связи между НДЦ

Характеристики каждой линии связи с ее номером приведены в Части 3 в таблице "Карта географического положения линий". Фрагмент этой таблицы воспроизводится ниже в таблице 1 в целях иллюстрации ее содержания.

Таблица 1. Примеры описания линий (фрагмент таблицы 3.2, Часть 3)

	Пункт 1	Пункт 2	Требования к трафику (кбит/с)
1	Тирана - Албания	Вау-Дехеш - Албания	1 408
2	Вау-Дехеш - Албания	Подгорица - Черногория	1 280
3	Тирана - Албания	Фиерце -Албания	256
и т.д.			

⁴ Данный рисунок основан на проекте доклада и может быть изменен в окончательном варианте доклада. Греция и Турция исключены из географической схемы для целей наглядности.

На основе этих связей можно определить полную схему связей между НДЦ (см. рис. 2). Географическое описание каждой ветки приведено в таблице 3.4, Часть 3; в таблице 2 в качестве примера воспроизведены первые несколько строк этой таблицы.

Таблица 2. Пример связей НДЦ. Фрагмент таблицы 3.4, Часть 3.

НДЦ	НДЦ	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	и т.д.
Тирана	Афины	6	7	10	11								
Тирана	София	6	8	9	20	21	22	24	26	27	164	167	
Тирана	Сараево	1	2	115	116	126	148	149	150	151			
Тирана	Скопье	6	8	9	21	22							
и т.д.	и т.д.												

52. Таблица 2 содержит следующую информацию: в первых двух колонках показано местонахождение НДЦ, заголовки колонок L1-L11 означают цифровой код линии. Значения, указанные в каждой ячейке, представляют собой физические линии, показанные на рис. 2 и таблице 1. Таким образом, к примеру, для реализации соединительной ветки Тирана - Албания требуются четыре транзитных участка (линии), состоящие из физических связей 6, 7, 10, 11. Для соединения Тирана - София потребуется 11 транзитных участков.

5.4 Потенциальные проекты

53. Исходя из определенных выше необходимых для соединения НДЦ друг с другом линий связи, были намечены проекты для завершения создания телекоммуникационной сети. Перечень таких проектов составлен для каждой участвующей страны. Кроме того, было решено, что в энергосетях, оснащенных относительно устаревшими системами, некоторые системы диспетчерского управления EMS/SCADA требуют модернизации. В этой сфере был также определен фронт работ. Наконец, был также составлен перечень общих требований для региональных функций (без указания местоположения).

5.4.1 Внутривосточные проекты

54. Для обеспечения физических связей и создания ТИ-системы ИСЮВЕ был разработан перечень различных новых проектов. Эти проекты варьируются по степени сложности. Развертывание этих проектов позволит в значительной степени улучшить ТИ-инфраструктуру, с тем чтобы сделать ее адекватной и способной выполнять определенные ранее функции и требования. В этом докладе в качестве иллюстраций будет представлен

перечень намеченных проектов, однако он будет изменен и дополнен в соответствии с выводами, сделанными участниками совещания Группы технической координации, состоявшегося в июле 2001 года в Софии. Окончательный вариант будет подготовлен в сентябре 2001 года. Следующие проекты иллюстрируют необходимость модернизации ТИ-инфраструктуры для реализации ТИ-системы ИСЮБЕ:

- Линия KESH-PPC: ГТОВ (грозозащитный трос с оптико-волоконными жилами) с соответствующим оборудованием на существующей ВЛ напряжением 400 кВ с п/с Эльбасан (Албания) до п/с Кардия (Греция).
- Линия KESH-EPCG: ГТОВ с соответствующим оборудованием на новой запланированной ВЛ напряжением 400 кВ: п/с Эльбасан - п/с Тирана (Албания) - п/с Подгорица (Черногория, Югославия).
- KESH-ESM: Установка оптико-волоконной линии между п/с Струга (Македония) и ближайшей точкой на линии 400 кВ от Эльбасана (Албания) до Кардии (Греция). Расчетная протяженность - 15 км.
- Линия НЕК-ESM: ГТОВ с соответствующим оборудованием и резервной системой цифровой связи по ЛЭП на запланированной ВЛ напряжением 400 кВ п/с Червена Могила (Болгария) - п/с Стрип (Македония) - п/с Дуброво (Македония) протяженностью около 190 км, а также модернизация существующей линии 400 кВ п/с Дуброво - п/с Скопье 4 с ГТОВ; расчетная протяженность - 82 км.
- Линия НЕК-EPS: Модернизация существующей линии 400 кВ п/с Западная София (Болгария) - п/с Ниш (Югославия), около 123 км, и далее до Белграда через п/с Ниш - п/с Крагуевац 2 - п/с Обреновач А, расчетная протяженность 324 км, с ГТОВ и установкой соответствующего оборудования и резервной системы цифровой связи по ЛЭП (линия между п/с Обреновач-А и Белградом определена в другом проекте).
- Необходимые внутренние линии в Хорватии: установка ГТОВ на линии 110 кВ - п/с Мраслин - п/с Сизак - п/с Медулич - п/с Дьяково. Уже имеется линия п/с Дьяково - п/с Эрнестиново. Эта линия напряжением 110 кВ соединит пять промежуточных станций и будет иметь конечные пункты в Мраслине и Эрнестиново.

- Линия Хорватия - Босния и Герцеговина: оснащение ГТОВ действующей линии - п/с Мраслин (Хорватия) - п/с Джайче (Босния и Герцеговина).
- Линия Хорватия - Босния и Герцеговина: оснащение ГТОВ действующей линии 400 кВ - п/с Эрнестиново (Хорватия) - п/с Углевик (Босния и Герцеговина).
- Линия Хорватия - Сербия: оснащение ГТОВ действующей линии 400 кВ - п/с Эрнестиново (Хорватия) - п/с Срепска Митровица (Сербия, Югославия).
- Линия Венгрия - Румыния: оснащение ГТОО действующей соединительной ВЛ от п/с Шандорфальва (Венгрия) до п/с Арад (Румыния).
- Внутренние линии подключения к НДЦ в Македонии:
 - п/с Скопье 4 - НДЦ (оснащение ГТОВ действующей линии 110 кВ с прокладкой подземного оптико-волоконного кабеля). Расчетная протяженность - 12 км;
 - п/с Скопье 1 - НДЦ (оснащение ГТОВ действующей линии 110 кВ и прокладка подземной оптико-волоконной линии). Расчетная протяженность - 14 км.
 - Оснащение ГТОО действующей линией 400 кВ - п/с Скопье-1 - п/с Скопье-4. Расчетная протяженность - 22 км.
- Новая автоматизированная система диспетчерского управления для НДЦ в Черногории.
- Линия Черногория - Босния и Герцеговина: оснащение ГТОВ новой ВЛ 110 кВ - Подгорица-2 - Четинье, модернизация с установкой ГТОВ действующей ВЛ 110 кВ Четинье - Будва - Тиват - Герцег Нови (Черногория) - Требинье (Босния и Герцеговина).
- Линия Черногория - Сербия: модернизация с установкой ГТОВ действующей ВЛ 220 кВ п/с Подгорица-1 - п/с Мойковач - п/с Плевляя (Черногория) - п/с Пожега (Сербия).

- Линия Турция - Греция: установка ГТОВ и терминального оборудования на запланированной новой линии 400 кВ - п/с Бабаишки (Турция) - п/с Филиппи (Греция).
- Профессиональная подготовка, консультативные услуги и техническая поддержка по вопросам связи, компьютерной и измерительной инфраструктуры, а также программного обеспечения.
- Программное обеспечение SCADA/EMS для обеспечения функционирования в новых рыночных условиях.
- Линия Сербия - Венгрия: ПТ EPS - п/с Белград-3: установка ГТОВ на участке протяженностью 9,5 км действующей линии 100 кВ; п/с Обренвач-А - п/с Белград-3: установка ГТОВ на участке около 32,7 км на линии 220 кВ; п/с Обренвач-А - РР Младость: установка ГТОВ на участке 5,3 км на действующей линии 400 кВ; п/с Нови Сад-3 - п/с Суботица-3: установка ГТОВ на участке протяженностью около 81,9 км на действующей линии 400 кВ; п/с Суботица-3 (Сербия) - п/с Шандорфайва Венгрия): установка ГТОВ на участке протяженностью около 27,5 км до границе с Венгрией (на действующей линии 400 кВ).
- Линия Сербия - Черногория: п/с Обренвач-А - п/с Вальево-3: установка ГТОВ на участке протяженностью около 49,2 км на действующей линии 220 кВ; п/с Вальево-3 - п/с Байна-Баста: установка ГТОВ на участке протяженностью 57,3 км на действующей линии 220 кВ; п/с Байна-Баста - п/с Пожега: установка ГТОВ на участке протяженностью около 48,9 км на действующей линии 220 кВ и подсоединение к п/с Плевля (Черногория).
- Линия Сербия - Румыния: ПТ EPS - Кумудраз: СВЧ, Кумудраз - Горица: СВЧ, Горица - Ракова Бара: СВЧ, Ракова Бара - Д.Йован: СВЧ, Д.Йован - Кладово: СВЧ, Кладово - НЕ Дердап 1: СВЧ, НЕ Дердап-1 (Сербия) НЕ Портид-де-Фьер (Румыния): установка ГТОВ на действующей линии 400 кВ.
- Линия Сербия - Албания: тс Ниш-2 - тс Косово-В: установка ГТОВ на участке протяженностью около 124,2 км на действующей линии 400 кВ; тс Косово-В - тс Призрен: установка ГТОВ на участке протяженностью около 71,7 км на линии 220 кВ; п/с Призрен (Сербия/Косово) - п/с Фиерце (Албания): установка ГТОВ на участке протяженностью около 45 км на действующей линии 220 кВ до границы с Албанией.

- Линия Сербия - Македония: п/с Косово-В - п/с Скопье-1: установка ГТОВ на участке протяженностью около 83 км на действующей линии 400 кВ.

5.4.2 Региональные проекты

55. В предыдущем разделе были определены проекты, являющиеся кандидатами на осуществление в каждой стране. Кроме того, имеются еще три проекта регионального масштаба, которые должны и могут быть осуществлены в пунктах, определенных странами - членами ИСЮВЕ и СКППЭ. Эти проекты касаются следующих вопросов:

5.4.2.1 Функции надежности

56. Функции обеспечения региональной надежности могут варьироваться в широком диапазоне. К примеру, функции регионального центра мог бы исполнять региональный оператор магистральной сети (РОМС) или просто центр мониторинга, оповещающий НДЦ и местных независимых системных операторов о возникших или возможных краткосрочных проблемах в магистральной сети. Поэтому невозможно произвести оценку охвата этого проекта без разработки детальной функциональной спецификации программного обеспечения и сервисных услуг. Вместе с тем в настоящее время мы полагаем, что для удовлетворения этих потребностей будет достаточно четырех каналов E1 между НДЦ и Центром обеспечения надежности.

5.4.2.2 Функции энергоучета

57. Исходя из текущих требований СКППЭ, функции энергоучета могут быть реализованы с использованием линии связи с низкой пропускной способностью, поскольку передача данных ведется не в режиме реального времени, а их объем является относительно небольшим. Таким образом, функция расчетов за электроэнергию должна реализовываться в базовой сети, с тем чтобы обеспечить возможность передачи данных со всех НДЦ и, при необходимости, передачу данных в расчетный центр СКППЭ.

58. Как было отмечено выше, балканские региональные электроэнергетические системы могли бы теоретически стать участниками одного из существующих центров СКППЭ, например центра в Лауфенбурге.

5.4.2.3 Управление телеинформационной системой

59. Архитектура сетевого управления относительно проста. Она включает одну или несколько станций управления, подсоединенных к локальной вычислительной сети. Затем ЛВС подключается к коммуникационной системе. Станции управления связаны с отдельными центрами управления в системах управления участвующих электроэнергетических систем. В большинстве случаев информационный поток будет идти в направлении от энергосистем-членов в региональный центр. Эта региональная функция обеспечит возможность мониторинга всей системы и таким образом позволит выявлять проблемы, которые могут возникнуть на участках сетей электроэнергетических систем.

60. Объемы данных и речевого трафика характеризуются весьма низкими значениями и вполне соответствуют возможностям базовой телеинформационной сети. Таким образом, благодаря подсоединению узлов сетевого управления к базовой сети либо напрямую, либо через канал связи с достаточной пропускной способностью региональная ССУ может располагаться в любом взаимосогласованном удобном пункте.

5.5 Выводы

61. В рамках данного проекта был произведен сбор информации в отношении действующих и запланированных оперативно-диспетчерских и телекоммуникационных средств в каждой стране; эти данные представлены в части 1.

62. Требования к телеинформационной системе связи между НДЦ были определены с учетом:

- анализа объемов обмена данными и речевого трафика между НДЦ;
- поддержки конкурентного электроэнергетического рынка в регионе;
- намерения всех участвующих сторон выполнять положения директивы ЕС 96/92 о внутреннем электроэнергетическом рынке. С учетом этих требований была затем разработана концептуальная архитектура и сделан расчет пропускной способности линий, информация о которых содержится в томе 2.

63. Следующим шагом была разработка физической коммуникационной сети, обеспечивающей реализацию технических требований к телеинформационной системе. Было установлено, что для удовлетворения прогнозируемых потребностей для

обеспечения связи между НДЦ будет достаточно четырех линий E1. Исходя из этого были намечены к осуществлению соответствующие проекты, которые перечислены в части 3. Таким образом, главная цель проекта была успешно достигнута.

64. Были организованы технические обмены между странами СЕНТРЕЛ и расчетным центром Южного региона СКППЭ в Лаунфенбурге, в рамках которых было проведено рабочее совещание в Охриде, бывшая югославская Республика Македония, а также ознакомительные поездки на места. Эти поездки позволили проектной группе получить дополнительные сведения о телекоммуникационных сетях URTICA, PIA и СЕНТРЕЛ.

65. Заключительный шаг состоит в проведении финансового анализа проектов-кандидатов для определения их "пригодности" для финансирования международными финансовыми учреждениями. Решение этой задачи потребует дополнительных финансовых средств и времени.

6. Проект по планированию региональной магистральной системы энергопередачи

6.1 Введение

66. Данный проект был разработан на основе двух предложенных ИСЮБЕ исследований из общего перечня, о котором шла речь в первой главе настоящего доклада. Ниже приводятся выдержки из сферы охвата, согласованной на первом этапе деятельности Группы по проекту, который позволит лучше понять подход, принятый для осуществления этого проекта.

6.1.1 Технико-экономическое обоснование для коридора "Восток-Запад" в высоковольтной передающей системе стран Юго-Восточной Европы, включая вопросы, относящиеся к подключению энергосистемы региона к энергосистеме Турции

A. Исходная информация

67. Недавние экономические и политические изменения в восточноевропейских странах создали условия для углубления сотрудничества в Европе. Доказательство того, что энергетика является весьма важной областью, проистекает из потенциальных выгод объединения энергосистем, а именно от сокращения установленных и резервных мощностей и снижения эксплуатационных расходов, а также от усиления взаимоподдержки и т.д. Дальнейшее расширение СКППЭ уже позволило объединить

электроэнергетические системы Восточной Германии и СЕНТРЕЛ (Польша, Венгрия, Чешская Республика и Словакия), а Румыния и Болгария будут вскоре подключены к общей сети СКППЭ. Для этой цели было подготовлено несколько ТЭО.

68. В период недавнего конфликта в Хорватии и Боснии и Герцеговине, а также ввиду значительного физического ущерба, нанесенного электроэнергетическим сетям в этих странах, такие члены СКППЭ, как Греция, бывшая югославская Республика Македония и Югославия, работали и продолжают работать в изолированном режиме по отношению к остальной части системы СКППЭ.

69. Предполагается, что Румыния и Болгария будут работать в синхронном параллельном режиме с системой СКППЭ и что развитие европейской энергосети и создание внутреннего европейского электроэнергетического рынка будут способствовать активизации торговли электроэнергией в рамках и за пределами ЕС.

70. Дальнейшее укрепление связей между энергосистемами стран Юго-Восточной Европы и подсоединение энергосистемы Турции через Болгарию и Грецию, а также других новых энергосетей к общей объединенной энергосистеме позволит получить позитивный экономический эффект за счет обмена значительными объемами энергии по объединенным сетям.

71. Проведенные до нынешнего момента исследования по вопросу о возможностях транзита в Балканском регионе указывают на некоторые возникшие проблемы, мешающие перетоку значительных объемов электроэнергии.

В. Цели

72. В данном исследовании были поставлены следующие задачи:

- a) проанализировать экономическую и техническую возможность строительства новых линий между Албанией и бывшей югославской Республикой Македония, между бывшей югославской Республикой Македония и Болгарией, между Албанией и Югославией и между Грецией и Турцией;
- b) изучить возможность параллельной и синхронной работы энергосистемы Турции с объединенной энергосистемой на Балканах при соблюдении требований СКППЭ с учетом имеющейся межсистемной линии связи между Турцией и Болгарией и перспективной линией связи между Турцией и Грецией.

- с) определить все технические затраты, связанные с реализацией проекта и строительством новых линий, а также оценить возможности улучшения работы объединенной энергосети после подключения к ней новых электроэнергетических систем.

С. Охват

73. В исследовании будут рассмотрены энергосети напряжением 400 кВ и 220 кВ в электроэнергетических системах Греции, бывшей югославской Республики Македония, Болгарии, Албании, Югославии, Румынии и Турции. Будет представлено северное крыло энергосети с напряжением 150 кВ Греции и западное крыло с напряжением 154 кВ энергосети Турции, а остальные энергосистемы будут смоделированы с помощью соответствующих эквивалентов. Энергосистемы других сопредельных подсоединенных стран будут смоделированы до уровня, позволяющего обеспечить корректность анализа. В техническом разделе будет изучен энергобаланс рассматриваемых систем, сделан анализ распределения нагрузки в нормальном, эксплуатационном и нештатном режимах, произведены расчеты токов короткого замыкания, анализ стабильности в переходном режиме и динамической стабильности, определены требования к первичному и вторичному управлению, а также рассмотрены вопросы, касающиеся регулирования напряжения/реактивной мощности, контрольных измерений, телекоммуникационных средств систем защиты и экспресс-анализа переходных процессов.

75. Анализ отнесен по срокам к 2002 году и включает расчет эксплуатационных режимов с максимальной и минимальной нагрузкой, с тем чтобы их можно было сопоставить с аналогичными исследованиями. Текущий год был выбран в качестве возможного периода объединения румынской и болгарской энергосети с СКППЭ, подсоединение энергосистем Италии и Греции и повторного подсоединения сетей в Хорватии и Боснии и Герцеговине. В исследовании следует также учесть планы сооружения новой линии 400 кВ между энергосистемами Греции и Болгарии, а также перспективную модернизацию межсистемной линии с напряжением 150 кВ между Грецией и бывшей югославской Республикой Македония с повышением напряжения до 400 кВ.

76. На основе результатов указанного технического анализа будут рассчитаны максимальные объемы передачи электроэнергии с гарантированной надежностью. Будут сделаны различные допущения в отношении двустороннего обмена мощностью между электроэнергетическими системами стран Юго-Восточной Европы. В экономической части будет составлена приблизительная смета всех затрат, связанных с реализацией

данного проекта, строительством, телекоммуникационными линиями связи, измерениями и системами защиты, необходимыми для сооружения новых линий.

6.1.2 Анализ экономических и технических преимуществ интегрированной работы объединенных балканских электроэнергетических систем

A. Введение

77. Недавние экономические и политические изменения в Восточной Европе создали условия для налаживания более тесного сотрудничества на континенте. Одним из важных направлений такого сотрудничества является обмен электроэнергией. Такое сотрудничество сулит выгоды объединенным энергосистемам в отношении улучшения эффективности эксплуатации установленной мощности, снижение резервных требований и экономии эксплуатационных расходов, взаимопомощи в случае возникновения нештатных ситуаций и т.д. С другой стороны, новые правила (либерализация) в секторе электроэнергии на основе Директивы ЕС, как ожидается, приведут к росту объема энергообмена между электроэнергетическими сетями стран ЕС со странами, не входящими в ЕС. В результате этого возрастет объем энергообмена в регионе как в стоимостном, так и физическом выражении.

78. С мая 1996 года электроэнергетические системы (ЭЭС) Греции, Болгарии, Албании, Румынии, Югославии, бывшей югославской Республики Македонии и части Боснии-Герцеговины объединены и работают в синхронном и параллельном режиме. До этого момента электроэнергетические системы Греции, Албании и бывшей Югославии были подсоединены к сети СКППЭ. Эта объединенная система, именуемая в настоящем документе "Балканская объединенная энергосистема", в настоящее время не связана с европейскими сетями (СКППЭ) из-за повреждения соединительных линий в бывшей Югославии. Как ожидается, подсоединение к сети СКППЭ произойдет в ближайшем будущем. Управление "Балканской объединенной энергосистемой" осуществляется путем координации функционирования автоматизированных систем диспетчерского управления соответствующих электроэнергетических систем в децентрализованном режиме. В последующий период планируется их подсоединение к сети СКППЭ.

79. Согласно положениям соответствующей директивы ЕС, энергетический рынок Греции - единственной страны региона, входящей в ЕС, - будет открыт к 2001 году. Это событие должно привести к соответствующим политическим изменениям в секторе электроэнергетики соседних стран и откроет возможность для создания местного энергетического рынка в регионе. Как ожидается, это приведет к росту объема сделок купли-продажи электроэнергии.

80. Для налаживания работы в объединенном режиме энергопредприятия в регионе подробно изучили режимы работы Балканской объединенной энергосети в отношении возможностей и ограничений пропускной способности магистральных линий, а также вопросы, относящиеся к повторному подсоединению к СКППЭ. В частности, были проанализированы следующие вопросы:

- распределение мощности и надежность в установившемся режиме;
- уровни токов короткого замыкания;
- динамические характеристики объединенной энергосистемы;
- первичное и вторичное управление;
- системные средства и другие защитные релейные средства на линиях связи и т.д.;
- обеспечение надежной пропускной способности по нескольким возможным направлениям.

81. Хотя преимущества объединенного функционирования были подробно изучены с технической точки зрения, соответствующие преимущества объединенного управления системами генерирующих мощностей и оценка объема энергообмена, практически выпали из поля зрения.

82. В предлагаемом исследовании поставлены две задачи:

- оценка экономических преимуществ интегрированной работы генерирующих мощностей балканских объединенных энергосистем с учетом различной структуры распределения нагрузки, производственных мощностей, графиков производства гидроэнергии и т.д., а также ожидаемых изменений в электроэнергетическом секторе;
- анализ методов оперативной работы на базе учебного центра, позволяющего вести подготовку диспетчеров в квазиреальном режиме времени. В условиях возрастания объема купли-продажи электроэнергии в регионе будет необходимо наладить тесное сотрудничество и обмен информацией между техническим персоналом центров управления в регионе.

В. ЦЕЛИ

83. Целями данного исследования являются:

- Оценка объема будущей энергопередачи и выгод, связанных с повышением интеграции функционирования объединенных энергосистем с точки зрения эксплуатационно-производственных затрат и надежности энергоснабжения.
- Анализ оперативных методов реализации такой схемы работы.
- Дополнительная профессиональная подготовка операторов каждой системы, работающей в децентрализованном режиме управления.

84. В частности, цели данного проекта предусматривают:

Этап А

- a) Разработку полной базы данных, включающей следующую информацию:
- b) данные по генерирующей системе, т.е. все необходимые данные для проведения полного анализа функционирования генерирующих систем в вышеуказанных электроэнергетических системах;
- c) сетевые данные, т.е. соответствующие модели сетей, для включения в программные средства, работающие в режиме реального времени, в центрах управления соответствующих электроэнергетических сетей;
- d) проведение анализа ныне используемых методов технической эксплуатации и расчет соответствующих экономических параметров и параметров надежности;
- e) изучение возможностей увеличения степени интеграции на уровне планирования производства;
- f) планирование оптимальных стратегий функционирования с последующей оценкой вытекающих экономических выгод.

Этап В

- a) Анализ методов работы в режиме реального времени для реализации оптимальных стратегий функционирования;
- b) создание комплексного учебного центра для операторов (диспетчеров) этих энергосистем с учетом роста объема сделок по обмену электроэнергией.

С. ОХВАТ

С.1 Оценка экономических параметров сделок

85. На основе данных о генерирующей системе и расчетах возможностей передачи электроэнергии между системами будут разработаны несколько сценариев энергообмена на предстоящий период в зависимости от уровня координации генерирующих систем. Эти сценарии включают:

- a) изолированное функционирование каждой системы в изолированном режиме;
- b) согласованная работа по коммерческим аспектам (текущей практике) и другим типам сделок;
- c) различные степени комплексного планирования работы генерирующих систем, например:
- d) использование фактора разновременности нагрузки электропотребления;
- e) оптимальное планирование загрузки гидромощностей;
- f) планирование технического обслуживания крупных энергоагрегатов.

86. Возможность обмена электроэнергией обеспечивается за счет оптимизации работы тех же энергосистем, функционирующих с большей степенью интеграции, при этом основными ограничителями выступают необходимые требования в области перераспределения резервных мощностей и возможностей энергопередачи между системами. Для этих сценариев будут также рассчитаны коэффициенты надежности, с тем чтобы определить в количественном выражении выигрыш в надежности для каждого сценария.

87. Сопоставление вышеуказанных вариантов позволит четко определиться в отношении имеющихся возможностей для экономически рентабельного энергообмена в регионе при использовании нескольких операционных методов.

С.2 Анализ операционных методов

88. Для анализа сценариев, указанных в разделе С.1, используется учебный тренажер для диспетчеров (УТД) на базе существующих УТД-средств:

- Первым шагом является разработка модели реального функционирования генерирующих и магистральных сетей объединенных электроэнергетических систем. Такая модель должна включать динамические параметры соответствующих генерирующих мощностей, основные параметры управляющих элементов, а также параметры АУГ (автоматическое управление генерацией) для каждой объединенной системы и значительной части передающей сети каждой страны.
- Второй шаг состоит в настройке модели и введении учебных сценариев, предусматривающих работу в режиме увеличения объема сделок по энергообмену и условиях пониженной надежности.
- Заключительный этап предусматривает проведение занятия, в ходе которого оперативный диспетчерский персонал и эксперты соответствующих электроэнергетических систем моделируют работу на различных уровнях энергообмена. Будут рассмотрены, смоделированы и подвергнуты дополнительному анализу нормальные и нештатные операционные режимы.

6.2 Развертывание проекта планирования региональной системы энергопередачи

89. В процессе подготовки и разработки базовой концепции ЮСАИД и компания ESM согласовали основные цели проекта. ЮСАИД привлекло в качестве ведущего консультанта и менеджера проекта корпорацию CMS Energy, США. В результате продолжавшихся в течение нескольких месяцев переговоров и оценки потребностей в регионе, проведенных ЮСАИД и корпорацией CMS в сотрудничестве с правительством бывшей югославской Республики Македония и компании ESM, был разработан проект текста меморандума о взаимопонимании и внесены изменения в план работы. Начальник Отдела энергетики министерства экономики бывшей югославской Республики Македония и Председатель группы по проекту ИСЮБЕ г-н Никола Черепналковски созвал официальное организационное совещание, которое состоялось в Скопье 6-7 марта

2001 года. На этом совещании участниками был принят и подписан меморандум о взаимопонимании, а также рассмотрен и утвержден план работы. В проекте участвуют следующие страны/компании: Албания - KESH; Босния и Герцеговина - ZEKS, EP, BiH, ERS, EP HZHB; Болгария - NEK; Хорватия - NEP; бывшая югославская Республика Македония - ESM; Греция - PPC/HSTO; Венгрия - MVM; Румыния - Transelectrica; Турция - TEAS; Югославия⁵, Сербия - EPS, Черногория, EPCG.

Ниже представлена выдержка из плана работы.

6.2.1 План работы в области планирования региональных систем энергопередачи в странах - члена ИСЮВЕ

Исходные условия

90. Страны Юго-Восточной Европы взяли курс на улучшение их электроэнергетических систем и создание к 2006 году регионального электроэнергетического рынка, интегрированного с Западной Европой. Одним из важных элементов, необходимых для обеспечения полноценного функционирования регионального электроэнергетического рынка, является возможность регионального планирования передачи электроэнергии, с тем чтобы конкретные проекты отвечали не только интересам каждой страны в отдельности, но и всего региона в целом.

91. Для электроэнергетических систем в странах ИСЮВЕ, находящихся на различных этапах структурных и функциональных реформ в области политики, первоочередной необходимостью является создание региональной организации планирования передачи электроэнергии, оснащенной необходимыми средствами и процедурами, отвечающими условиям изменяющегося рынка. Во многих частях региона сектор электроэнергетики находится в процессе реструктуризации, децентрализации и приватизации, тогда как в других странах этот сектор остается вертикально интегрированным. Открытие доступа на рынок электроэнергии и изменение нормативно-законодательной базы в регионе ИСЮВЕ позволит создать конкуренцию, придаст новую роль независимым энергопроизводителям и потребует открытия доступа для всех производителей к энергопередающей сети. Кроме того, растущий интерес Юго-Восточной Европы к созданию общего электроэнергетического рынка открывает возможности для электроэнергетических систем стран ИСЮВЕ в области импорта и экспорта энергии с целью решения национальных задач, позволяя в то же время оптимизировать режим работы региональных

⁵ Несмотря на то, что на начальном этапе Югославия не рассматривалась как страна, отвечающая критериям ЮСАИД для оказания помощи, она все же была включена в перечень отобранных стран и получает полную поддержку.

энергопередающих сетей и генерирующих мощностей. Наконец, цель присоединения к Европейскому союзу для многих стран ИСЮВЕ означает, что каждая электроэнергетическая сеть, а также весь регион в целом должны обладать полноценными функциональными возможностями планирования энергопередачи и гибкостью, с тем чтобы соответствовать действующим и будущим требованиям ЕС и СКППЭ. Данная инициатива Группы по проекту по созданию объединенной электроэнергетической сети ИСЮВЕ позволит нарастить и укрепить потенциал электроэнергетических сетей стран ИСЮВЕ в области методов оптимизации энергопотоков и планирования инвестиций для определения экономически жизнеспособных инвестиций, направленных на улучшение работы электропередающих систем и создающих условия для реализации выгод взаимовыгодной торговли.

92. Общая цель данного проекта состоит в содействии региональному сотрудничеству в области планирования энергопередачи на базе разработки общих инструментов и методологий планирования энергопередачи. Возможности общего планирования энергопередачи выступают техническим катализатором, который позволяет повысить эффективность процессов коммуникации в области регионального планирования энергосистем, облегчить поиск наиболее экономичных решений, а также заложить основу для разработки отвечающих требованиям инвесторов проектных предложений в других регионах мира. Эта работа предполагает освоение пакета моделирующих программных средств PSS/E для планирования электропередачи в каждой стране (где такая технология еще не внедрена), а также выборочную подготовку персонала, занимающегося планированием электроэнергетических сетей, в области анализа установившегося режима и динамического моделирования. Проектная группа будет работать с электроэнергетическими сетями стран региона в целях приведения к единому общему формату и улучшения имеющихся данных по планированию; она будет оказывать помощь в проведении региональных аналитических исследований использования планирующего программного обеспечения для выявления основных "узких мест" в передающей сети и учета результатов текущих и будущих ТЭО по конкретным проектам в области объединения, восстановления и модернизации электропередающих систем.

93. Проект направлен на решение следующих конкретных задач:

- а) предоставление программного обеспечения PSS/E и организацию профессиональной подготовки для каждой отобранной группы планирования энергопередачи в тех случаях, если такое программное обеспечение и/или возможности подготовки отсутствуют;

- b) создание региональной группы планирования энергопередачи для целей координации региональных задач мероприятий и деятельности в области планирования.
- c) приведение существующих национальных данных по планированию энергопередачи к общерегиональному формату;
- d) осуществление конкретных региональных исследований в области планирования энергопередачи, намеченных Руководящим комитетом ИСЮВЕ и Группой технической координации.

Подход

Задача 1: Оценка потребностей и возможностей планирования энергопередающих сетей

94. Регион, выступающий объектом исследования, включает все страны ИСЮВЕ, подписавшие меморандум о взаимопонимании в отношении предложенного проекта. Однако адресная финансовая помощь в рамках программы ЮСАИД будет ограничена финансовой поддержкой отобранных стран: Хорватии, Боснии и Герцеговины, бывшей югославской Республики Македонии, Албании, Румынии и Болгарии. Возможно, с учетом того, что Югославия в настоящее время официально стала членом ИСЮВЕ и Пакта стабильности, она также в ближайшем будущем сможет выполнить соответствующие критерии для получения помощи.

95. Каждая участвующая электроэнергетическая сеть в регионе ИСЮВЕ, будет обследована на предмет определения типа ныне используемого планирующего программного обеспечения, уровня квалификации планировщиков, формата и полноты данных по энергопередаче, а также с целью сбора данных о конкретных проектах и проблемах в области планирования энергопередачи, представляющих особый интерес для каждого члена. Эти данные будут суммированы и послужат основой для решения остальных задач.

Задача 2: Закупка и установка программного обеспечения PSS/E

96. Программное обеспечение PSS/E будет закуплено корпорацией CMS на средства, предоставленные ЮСАИД, для отобранных участников. Другие участники ИСЮВЕ могут закупить это программное обеспечение и участвовать в программе обучения за счет своих собственных средств. Обучение будет проводиться группой преподавателей,

состоящей из экспертов фирмы - производителя программного обеспечения и корпорации CMS, и предусматривает проведение одной пятидневной сессии, посвященной вопросам ознакомления с методами анализа энергопотоков и установившегося режима на базе программного обеспечения PSS/E, а затем второй пятидневной сессии, охватывающей вопросы введения в динамическое моделирование на базе PSS/E. Место проведения учебных курсов будет определено позднее. Для каждой электроэнергетической системы на местах при необходимости группой специалистов корпорации CMS будет организовано дополнительное сопровождающее обучение в целях содействия успешному внедрению программного обеспечения. Группа специалистов в корпорации CMS окажет содействие диспетчерскому персоналу каждой электропередающей сети на местах в вопросе преобразования данных, с тем чтобы обеспечить единообразие формата данных по планированию энергопередачи для целей регионального планирования.

Задача 3: Создание группы регионального планирования энергопередачи

97. На первоначальном этапе координация регионального планирования энергопередачи будет осуществляться в рамках структуры настоящего проекта ИСЮВЕ с задействованием Руководящего комитета Группы технической координации и рабочих групп в соответствии с положениями раздела, озаглавленного "Структура управления и организация проекта", настоящего плана работы. Вместе с тем цель проекта состоит в создании институциональных механизмов координации регионального планирования и инвестиций, которые будут функционировать по завершении проекта ИСЮВЕ в интересах региона в последующий период. Исходя из этого задача 3 предусматривает создание базы для функционирования группы по планированию энергопередачи, обладающей соответствующей организационной структурой, техническими знаниями, технологией и полномочиями осуществлять функции регионального планирования энергопередачи в Юго-Восточной Европе.

Задача 4: Подготовка исследований в области инвестиций в региональные сети энергопередачи

98. Вся информация, полученная в ходе осуществления этой программы, будет использована в рамках задачи 4 для выявления недостатков передающих систем, определения требований в части технического перевооружения, а также новых проектов. Цель здесь будет состоять в четком определении комплекта проектных и технико-эксплуатационных требований для интегрированной региональной системы энергопередачи, отвечающей текущим и прогнозным требованиям распределения мощности стран в рамках охвата ИСЮВЕ данной программы. В ходе данного процесса проектная группа разработает базу данных, содержащую информацию о спросе о

предложении, генерирующих мощностях и объектах энергопередающей сети, а также предположениях по передаче энергии. На базе программного обеспечения PSS/E и других проектных средств будут разработаны и оценены модели региональной системы энергопередачи в целях определения экономичных (наименее затратных) конфигураций и построения регионально интегрированной системы с высокими расчетными показателями (эксплуатационной) надежности.

Ожидаемые результаты

- Получение каждым отобранным участником ИСЮБЕ программного обеспечения для планирования энергопередачи PSS/E после подписания лицензионного соглашения и оплаты участниками ИСЮБЕ, не соответствующими установленным критериям.
- Десятидневный курс обучения специалистов-планировщиков пользованию программным обеспечением PSS/E на одном из центральных пунктов в Юго-Восточной Европе.
- Подготовка предварительного доклада о ходе работы и полученных результатах для распространения среди всех участников ИСЮБЕ.
- Заключительный доклад, содержащий рекомендации по задаче 3 (организационная структура) и результаты исследований в области инвестиций в региональные сети энергопередачи (задача 4), для распространения среди всех участников ИСЮБЕ.

Структура управления и организация проекта

99. Предлагается учредить Руководящий комитет для обеспечения общего руководства проектом (см. схему № 1). Членский состав Руководящего комитета должен быть сформирован в соответствии с положениями проектного меморандума о взаимопонимании.

100. Для обеспечения руководства оперативной деятельностью трех рабочих групп будет учреждена Группа технической координации. Рекомендуются, чтобы каждая участвующая электроэнергетическая система назначила технического координатора, который будет выполнять функции единого пункта связи для данной системы, облегчать связь с корпорацией CMS и обеспечивать соблюдение графика работ, выполняемых данной энергосетью. Технические координаторы войдут в состав Группы технической

координации. В соответствии с положениями проектного меморандума о взаимопонимании будут назначены дополнительные члены Группы технической координации.

101. Рабочие группы по проекту, сформированные из технических экспертов участников, будут исполнять следующие функции:

- Рабочая группа № 1 - Моделирование

102. В состав данной рабочей группы войдут эксперты-планировщики энергообмена, которые примут участие в программе обучения по программному обеспечению PSS/E, будут непосредственно заниматься преобразованием имеющихся данных планирования энергопередачи в форматы нового программного обеспечения и проводить исследования в области регионального планирования энергопередачи в соответствии с планом и приоритетами, разработанными Группой технической координации.

- Рабочая группа № 2 - Исследования в области регионального планирования энергопередачи

103. На основе результатов планирования и данных, полученных Рабочей группой № 1, данная Рабочая группа подготовит исследование в области инвестиций в региональные энергопередающие сети, в котором будут определены приоритеты, а также наиболее экономичные альтернативные варианты оптимизации инвестиций в региональную систему энергопередачи. На основе применения методов регионального планирования Рабочая группа № 2 в соответствии с указаниями Группы технической координации также проведет анализ некоторых конкретных проектов в области энергопередачи с целью их проверки на техническую и финансово-экономическую целесообразность и полноту. Цель состоит в том, чтобы эти исследования/экспертизы были как можно более полезными в разработке приемлемых для финансирования проектных предложений для последующего рассмотрения различными международными финансовыми учреждениями.

- Рабочая группа № 3 - Создание Рабочей группы по планированию региональной энергопередачи по завершении проекта корпорации CMS/ЮСАИД

104. Одна из целей данного проекта заключается в создании институциональных механизмов координации регионального планирования и инвестиций, которые будут действовать по завершении данного проекта ИСЮВЕ и служить интересам региона в последующие годы. Рабочая группа № 3 должна создать базу для функционирования

экспертной группы по планированию энергопередачи с соответствующей организационной структурой, обладающей специальными знаниями, технологией и полномочиями для осуществления функций планирования региональной энергопередачи в Юго-Восточной Европе по завершении проекта ЮСАИД/CMS.

6.3 Выполненная и запланированная деятельность

105. Задача 1 была выполнена в ходе организационного совещания, проходившего в Скопье 6-7 марта, путем представления информации участвующими компаниями. Эта информация была уточнена в ходе технических совещаний Рабочей группы в составе представителей корпорации CMS Energy и компании ESM во всех странах-участницах, проходивших в мае 2001 года. По итогам этой работы на совещании Группа технической координации в июне 2001 года был составлен перечень новых проектов, подлежащих рассмотрению в исследовании. Указанный перечень приведен в таблице 3.

106. В рамках задачи 2 корпорация CMS Energy закупила программное обеспечение PSS/E корпорации RTI ("Пауэр систем техноложии") для расчетов установившегося и динамического режимов энергосистемы для всех отобранных стран, и данное программное обеспечение было передано всем участникам в мае и начале июня 2001 года. В рамках соглашения о закупке был также предусмотрен двухгодичный период поддержки со стороны корпорации RTI.

107. Профессиональное обучение: План работы первоначально предусматривал проведение пятидневного курса обучения для не более чем 12 участников; с учетом значительного интереса план учебной программы был полностью изменен. Курсы обучения для пользователей программного обеспечения PSS/E были разбиты на три части:

- Первая часть "Введение в PSS/E - анализ энергопотоков и установившегося режима" была организована 2-13 апреля 2001 года в Загребе, Хорватия. Институт энергетики "Хрвойе позар" в Загребе предоставил прекрасные помещения и средства для проведения обучения и совместно с НЕР (Энергетическая компания Хорватии) хорошо организовал работу. Две группы в составе 25 слушателей из всех заинтересованных стран были разделены на две пятидневные программы обучения. Данные учебные курсы, проведенные высокопрофессиональным преподавателем из корпорации RTI из США, были весьма полезными и успешными. Это является одним из необходимых предварительных условий для успешного использования данного программного обеспечения и начала подготовки данных для создания региональной модели.

- Вторая часть, первоначально не предусмотренная в плане работы, касается обучения в области расчета и анализа энергопотоков. Было принято решение о том, что обучение по данной конкретной теме будет весьма полезным для освоения этой конкретной функции программного обеспечения PSS/E. Учебные занятия планируется провести 10-15 сентября в курортном местечке Св. Стефан, Черногория, в двух группах численностью до 12 слушателей и продолжительностью по три дня.
- Третья часть (наиболее сложная) будет посвящена динамическому моделированию на базе PSS/E. Учебные занятия на этом этапе будут организованы в двух группах численностью до 12 человек и продолжительностью по пять дней. Сроки и место проведения занятий будут определены позднее.

108. Задача 3, касающаяся создания группы планирования региональной энергопередачи, будет решаться в ходе последующей деятельности. Исходная концепция отражена в плане работы.

109. Задача 4 состоит в подготовке исследований по вопросу инвестиций в региональные энергопередающие сети. Как уже было отмечено ранее, одним из необходимых предварительных условий решения этой задачи является успешное освоение всеми участвующими странами программного обеспечения PSS/E. На техническом координационном совещании, состоявшемся в Бухаресте 25-26 июня 2001 года, были согласованы общий подход и основные направления работы. Ниже перечислены некоторые из них:

- сотрудничество с СКППЭ, необходимое для разработки моделей и выполнения требований стандартов;
- сотрудничество с другими программами и инициативами по поддержке (ЕС, SEETEC, USTDA...);
- региональная модель будет охватывать энергосети напряжением 400 кВ и 220 кВ даже в том случае, если компании смогут представить данные моделирования для более низкого уровня напряжения;
- был проведен анализ перечня наилучших методов, в который были внесены некоторые изменения;

- базовым годом для исследования станет 2005 год; будут рассмотрены зимние и летние пиковые нагрузки;
- предлагаемые исследования будут разделены на три категории в порядке важности, указанном ниже:
 - исследования регионального распределения мощности в установившемся режиме с использованием разработанного перечня перспективных линий связи, информация о которых содержится ниже;
 - экономический и финансовый анализ наиболее перспективных проектов, определенных на указанном выше этапе;
 - динамическое моделирование отобранных проектов, если позволит время и охват проекта.
- Был проанализирован и изменен показанный ниже в таблице 3 перечень соединительных линий с целью отражения в нем наиболее вероятных проектов для рассмотрения. В таблице показаны линии, которые будут введены в эксплуатацию в 2005 году. Другие проекты будут рассматриваться как возможные для осуществления после 2005 года. Вместе с тем было признано, что после применения региональной модели и анализа региональных потоков мощности может возникнуть необходимость в проведении новых, неизвестных на сегодняшний день проектов.

Таблица 3. Перечень инвестиционных проектов для рассмотрения
в ходе исследований

Проект	Тип	Напряжение, кВ	Участвующие страны	По состоянию на 2005 год	Нынешнее состояние
Мостар	ПС	400	Босния и Герцеговина, Хорватия, Югославия	Экспл.	
Эрнестиново	ПС	400	Хорватия, Югославия, Босния и Герцеговина	Экспл.	

Проект	Тип	Напряжение, кВ	Участвующие страны	По состоянию на 2005 год	Нынешнее состояние
Эрнестиново - Печ	ВЛ	400	Хорватия, Венгрия	Вариант	Идея
Сомбор - Печ	ВЛ	400	Югославия, Венгрия	Вариант	Идея
Ниш - Скопье	ВЛ	400	Югославия, Македония	Вариант	Идея
Сремска Митровица - Углевик	ВЛ	400	Югославия, Босния и Герцеговина	Экспл./вариант	Подготовка к строительству
Банья-Лука - Пржедор - Бихач - Загреб	ВЛ	400	Босния и Герцеговина, Хорватия	Вариант	Идея
Венгрия - Румыния	ВЛ	400	Венгрия, Румыния	Вариант	Идея
Арад - Орадея	ВЛ	400	Румыния	Экспл.	Бизнес-план
Орадея	ПС	400	Румыния	Экспл.	Бизнес-план
Росарио	ПС	400	Румыния	Экспл.	Бизнес-план
Исакчея	СНС	400	Румыния	Вариант	
Бурсин Ланд		400	Румыния, Украина	Экспл./вариант	Строительство
Эльбасан	ПС	400	Албания	Экспл.	Строительство
Эльбасан - Тирана - Подгорица	ВЛ	400	Албания, Черногория	Экспл./вариант	ТЭО
Косово-В - Фиерца	ВЛ	220	Албания, Югославия	Вариант	
Битола - Флорина	ВЛ	400	Македония, Греция	Экспл.	Подготовка к строительству
Дуброво - Червена Могила	ВЛ	400	Македония, Болгария	Экспл./вариант	Подготовка к строительству
Бывшая югославская Республика Македония - Албания	ВЛ	400	Македония, Албания	Вариант	Предварительный анализ

Проект	Тип	Напряжение, кВ	Участвующие страны	По состоянию на 2005 год	Нынешнее состояние
Марица-3 - Хамитабат	ВЛ	400	Болгария, Греция	Экспл.	Строительство
Марица-3 - Филиппи	ВЛ	400	Болгария, Греция	Вариант	Решение еще не принято
Филиппи - Бабаешки	ВЛ	400	Греция, Турция	Экспл.	ТЭО
Греция - Италия	ПТ	400	Греция, Италия	Экспл.	Строительство

Сокращения: ПС - Подстанция
 ВЛ - Воздушная линия
 СНС - Станция несинхронной связи энергетических систем
 ПТ - Линия постоянного тока (подводный кабель)
 Экспл. - Введена в эксплуатацию

- Участники из Венгрии и Словении в сотрудничестве с представителями СКППЭ и ЗЮДЕЛ, а также совместно с компаниями ESM и CMS разработают эквиваленты региональных границ.
- Будут рассмотрены два базовых сценария на основе допущения о том, что данный регион объединен в синхронном режиме с СКППЭ с участием или без участия Турции.
- Г-н Черепналковски (ESM) и г-н Хикмет Шезер (TEAS) подготовят проект таблицы энергообмена для рассмотрения Рабочей группой.
- Было решено, что имеющийся план работы по проекту не включает всех деталей, которые в настоящее время дорабатываются, и что эти детали должны быть представлены в новом документе, содержащем описание охвата проекта, который будет подготовлен ESM и CMS и распространен среди участников для представления замечаний.

110. Очевидно, что ряд решений, принятых на совещании в Бухаресте, предполагает расширение плана работы, утвержденного на первом совещании в марте 2001 года. Согласие по этому вопросу было в целом ранее достигнуто с ЮСАИД. Первоначальный график проекта предусматривал его реализацию до сентября 2001 года, однако по

согласованию с ЮСАИД было решено, что сроки проекта необходимо продлить как минимум до первой половины 2002 года. Это позволит обеспечить больше времени на проведение обучения и подготовку исследований. Важно добавить, что планируется организовать обучение по вопросам экономической и финансовой оценки; место и сроки его проведения будут определены позднее в качестве нового мероприятия. Новым мероприятием будет также проведение 10-11 октября 2001 года в Лиссабоне, Португалия, совещания пользователей РТИ PSS/E. Новые пользователи PSS/E могут также воспользоваться лиссабонским совещанием для обмена опытом с представителями РТИ и другими пользователями PSS/E.
